



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTICITE ET DU GAZ

DECISION

(B) 081218-CDC-819

relative à la

*demande d'approbation de la proposition de la
S.A. Elia System Operator relative aux règles
pour l'allocation intrajournalière de capacité sur
l'interconnexion Pays-Bas-Belgique (règles
INB)*

prise en application de l'article 180, §2 et de l'article
183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002
établissant un règlement technique pour la gestion du
réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

18 décembre 2008

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après la CREG) examine ci-après, sur base de l'article 180, §2 et de l'article 183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative aux règles pour l'allocation intrajournalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique (ci-après les règles INB).

L'article 180, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées pour approbation à la CREG par le gestionnaire du réseau.

L'article 183, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes d'allocation aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, sont notifiées pour approbation à la CREG par le gestionnaire du réseau..

La proposition relative aux règles pour l'allocation intrajournalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique a été transmise par Elia à la CREG par lettre du 9 septembre 2008. Le dossier introduit par Elia comporte les règles INB en elles-mêmes ainsi qu'une note d'accompagnement intitulée : « Allocations sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique – Description des règles INB dans le cadre de l'introduction des allocations intrajournalières de capacité » (ci-après : la note d'accompagnement).

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie analyse la proposition de règles INB. La troisième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie des règles INB qu'Elia a notifiées à la CREG par lettre du 9 septembre 2008 et dans laquelle les modifications proposées par Elia sont indiquées, est annexée à la présente décision.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 18 décembre 2008.

I. CADRE LEGAL

I.1. **Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 96/92/CE.**

1. La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 96/92/CE (ci-après : directive 2003/54/CE) prévoit en son article 9.e) une obligation générale selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

La directive 2003/54/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 20.1 qui dispose que les Etats membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.

L'article 20.2 de la directive 2003/54/CE précise notamment que le gestionnaire de réseau de transport peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

L'article 23.1.a), de la directive 2003/54/CE concerne les autorités de régulation et prévoit qu'elles doivent au minimum être chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché en ce qui concerne les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités des Etats membres avec lesquels il existe des interconnexions.

I.2. Le règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

2. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n° 1228/2003 a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

3. L'article 6.1 précise que les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés.

4. L'article 6.2 du règlement n° 1228/2003 stipule que les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles, et que sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

5. L'article 6.3 prévoit que la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

6. L'article 6.4 concerne l'horaire des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

7. L'article 6.5 du règlement n° 1228/2003 prévoit que dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les

demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale.

I.3. Les nouvelles « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux »

8. La Commission européenne, faisant application de l'article 8(4) du règlement n° 1228/2003, a entrepris de procéder à la modification de l'annexe du même règlement n° 1228/2003 relative aux orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux. Une nouvelle version de l'annexe est ainsi entrée en vigueur le 1^{er} décembre 2006 (ci-après : les nouvelles lignes directrices).

Les dispositions de ces nouvelles lignes directrices, pertinentes pour la présente décision, sont fournies ci-après.

1. GENERALITES

[...]

Les méthodes de gestion de la congestion fournissent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux GRT, favorisent la concurrence et sont susceptibles d'une application à l'échelon régional et communautaire.

[...]

1.9. Au plus tard le 1er janvier 2008, des mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion des capacités d'interconnexion sont établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres, de manière à maximaliser les possibilités d'échanges et à assurer l'équilibrage transfrontalier.

1.10. Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles. Cette évaluation comprend une consultation de tous les acteurs du marché ainsi que des

études spécialisées.

2. METHODES DE GESTION DE LA CONGESTION

Les méthodes de gestion de la congestion sont fondées sur les mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. À cet effet, les capacités sont attribuées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites (capacités) ou implicites (capacités et énergie). Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité peut être appliqué.

[...]

2.3. Chaque procédure d'attribution de capacités attribue une fraction prescrite de la capacité d'interconnexion disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée précédemment et toute capacité libérée par les détenteurs de capacités ayant bénéficié d'attributions antérieures.

[...]

2.5. Les droits d'accès pour les attributions à long et à moyen terme sont des droits d'utilisation de capacités de transport fermes. Ils sont soumis aux principes de l'obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive ("use-it-or-lose-it") ou de vente ("use-it-or-sell-it") au moment de la réservation.

2.6. Les GRT définissent une structure appropriée pour l'attribution des capacités selon les échéances. Cette structure peut comprendre une option permettant de réserver un pourcentage minimal de capacité d'interconnexion pour une attribution journalière ou intrajournalière. Cette structure d'attribution est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées. Pour élaborer leurs propositions, les GRT tiennent compte :

a) des caractéristiques des marchés ;

b) des conditions opérationnelles, telles que les conséquences d'une comptabilisation nette des opérations fermement programmées ;

c) du degré d'harmonisation des pourcentages et des délais adoptés pour les différents mécanismes d'attribution de capacités en vigueur.

2.7. L'attribution de capacités ne doit pas produire de discrimination entre les opérateurs du marché qui souhaitent exercer leur droit de recourir à des contrats d'approvisionnement bilatéraux ou de soumettre des offres sur des bourses de l'électricité. Les offres présentant la valeur la plus élevée, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement dans un délai donné, sont retenues.

2.8. Dans les régions où les marchés financiers de l'électricité à terme sont bien développés et ont montré leur efficacité, toute la capacité d'interconnexion peut être attribuée sous la forme de ventes aux enchères implicites.

[...]

2.10. En principe, tous les opérateurs potentiels du marché sont autorisés à participer sans restriction au processus d'attribution. Pour éviter l'apparition ou l'aggravation de problèmes liés à l'utilisation éventuelle d'une position dominante par un acteur quelconque du marché, les autorités compétentes en matière de régulation et/ou de concurrence, selon le cas, peuvent imposer des restrictions en général ou à une société en particulier en raison d'une position dominante sur le marché.

2.11. Les opérateurs du marché communiquent aux GRT leurs demandes fermes de réservation de capacités avant une date définie pour chaque échéance. La date est fixée de manière à permettre aux GRT de réaffecter les capacités inutilisées dans l'optique d'une nouvelle attribution lors de l'échéance suivante, y compris les sessions intrajournalières.

2.12. Les capacités peuvent faire l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le GRT soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un GRT refuse un échange (transaction) secondaire, il doit notifier et expliquer clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les opérateurs du marché et en informer l'autorité de régulation.

2.13. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'attribution de capacités sont à la charge des responsables de la défaillance. Lorsque les opérateurs du marché n'utilisent pas les capacités qu'ils se sont engagés à utiliser ou, dans le cas de capacités ayant fait l'objet d'une vente aux enchères explicite, ne procèdent pas à des

échanges sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ils perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel en cas de non-utilisation de capacités doit être justifié et proportionné. De même, si un GRT ne respecte pas son obligation, il est tenu d'indemniser l'opérateur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités. Aucun préjudice indirect n'est pris en compte à cet effet. Les concepts et les méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à des obligations sont définis au préalable en ce qui concerne les conséquences financières et sont soumis à l'appréciation de la ou des autorités de régulation nationales compétentes.

[...]

3. COORDINATION

3.1. L'attribution de capacités au niveau d'une interconnexion est coordonnée et mise en œuvre par les GRT concernés en faisant appel à des procédures d'attribution communes. Dans l'hypothèse où des échanges commerciaux entre deux pays (GRT) risquent de modifier sensiblement les conditions des flux physiques dans un pays tiers (GRT), les méthodes de gestion de la congestion sont coordonnées entre tous les GRT concernés en faisant appel à une procédure commune de gestion de la congestion. Les autorités de régulation nationales et les GRT veillent à ce qu'aucune procédure de gestion de la congestion ayant des répercussions importantes sur les flux physiques d'électricité dans d'autres réseaux ne soit élaborée unilatéralement.

3.2. Au plus tard le 1er janvier 2007, une méthode et une procédure communes de gestion coordonnée de la congestion sont appliquées au minimum pour les attributions de capacités ayant leur échéance à un an, à un mois et à un jour entre les pays appartenant aux régions suivantes :

- a) Europe du nord (Danemark, Suède, Finlande, Allemagne et Pologne) ;*
- b) Europe du nord-ouest (Benelux, Allemagne et France) ;*
- c) Italie (Italie, France, Allemagne, Autriche, Slovaquie et Grèce) ;*
- d) Europe centrale et orientale (Allemagne, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Autriche et Slovaquie) ;*
- e) Europe du sud-ouest (Espagne, Portugal et France) ;*
- f) Royaume-Uni, Irlande et France ;*

g) États baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie).

Dans le cas d'une interconnexion impliquant des pays qui appartiennent à plusieurs régions, une méthode différente de gestion de la congestion peut être appliquée dans un souci de compatibilité avec les méthodes appliquées dans les autres régions. En pareil cas, il appartient aux GRT concernés de proposer la méthode à soumettre à l'appréciation des autorités de régulation concernées.

[...]

3.4. Des procédures de gestion de la congestion compatibles sont définies dans ces sept régions en vue de constituer un marché européen intérieur de l'électricité véritablement intégré. Les opérateurs du marché ne sont pas confrontés à des systèmes régionaux incompatibles.

3.5. En vue de favoriser un commerce transfrontalier et une concurrence équitables et efficaces, la coordination entre les GRT à l'intérieur des régions énumérées au point 3.2 ci-dessus porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités. Cette coordination comprend notamment :

- a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux ;*
- b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants ;*
- c) des obligations identiques, pour les détenteurs de capacités, en matière de fourniture d'informations sur l'utilisation qu'ils projettent de faire des capacités qui leur sont attribuées, c'est-à-dire la réservation des capacités (pour les ventes aux enchères explicites) ;*
- d) des échéances et des dates de clôture identiques ;*
- e) une structure identique pour l'attribution des capacités entre les différentes échéances (à 1 jour, à 3 heures, à 1 semaine, etc.) et en termes de blocs de capacité vendus (quantité d'électricité exprimée en MW, MWh, etc.) ;*
- f) un cadre contractuel cohérent avec les opérateurs du marché ;*
- g) la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel ;*

h) le traitement comptable et la liquidation des mesures de gestion de la congestion.

[...]

4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE

[...]

4.2. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, la réservation des droits de transport s'effectue suffisamment à l'avance, avant les sessions à un jour sur tous les marchés organisés concernés et avant la publication des capacités à attribuer au titre du mécanisme d'attribution à un jour ou intrajournalière. Les demandes de réservation de droits de transport dans la direction opposée sont comptabilisées sur une base nette de manière à assurer une utilisation efficace de l'interconnexion.

4.3. Les attributions intrajournalières successives des capacités de transport disponibles pour le jour J s'effectuent les jours J-1 et J, après la publication des programmes de production indicatifs ou réels à un jour.

[...]

5. TRANSPARENCE

5.1. Les GRT publient toutes les données utiles se rapportant à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, les méthodes appliquées pour gérer la congestion et les projets concernant sa gestion future.

[...]

5.3. Les GRT décrivent en détail et mettent d'une manière transparente à la disposition de tous les utilisateurs potentiels du réseau les procédures en usage en matière de gestion de la congestion et d'attribution des capacités, ainsi que les délais et les procédures de demande de capacités, une description des produits proposés et des droits et obligations des GRT et de l'opérateur qui obtient la capacité, y compris les responsabilités en cas de manquement aux obligations.

[...]

5.5. Les GRT publient toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur

la base des meilleures prévisions possibles. Pour assurer le respect de cette obligation, les opérateurs du marché concernés communiquent aux GRT toutes les données utiles. La façon dont ces informations sont publiées est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Les GRT publient au moins :

a) chaque année : des informations sur l'évolution à long terme de l'infrastructure de transport et son incidence sur la capacité de transport transfrontalier ;

b) chaque mois : les prévisions à un mois et à un an des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions (par exemple, l'effet des saisons sur la capacité des lignes, les activités d'entretien sur le réseau, la disponibilité des unités de production, etc.) ;

c) chaque semaine : les prévisions à une semaine des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions, telles que les prévisions météorologiques, la planification des travaux d'entretien du réseau, la disponibilité des unités de production, etc. ;

d) chaque jour : les capacités de transport à un jour et intrajournalières à la disposition du marché pour chaque unité de temps du marché, en tenant compte de l'ensemble des réservations à un jour sur une base nette, des programmes de production à un jour, des prévisions concernant la demande et de la planification des travaux d'entretien du réseau ;

e) la capacité totale déjà attribuée, par unité de temps du marché, et toutes les conditions utiles dans lesquelles cette capacité peut être utilisée (par exemple, le prix d'équilibre des ventes aux enchères, les obligations concernant les modalités d'utilisation des capacités, etc.), afin de déterminer les éventuelles capacités restantes ;

f) les capacités attribuées, le plus tôt possible après chaque attribution, ainsi qu'une indication des prix payés ;

g) la capacité totale utilisée, par unité de temps du marché, immédiatement après la réservation ;

h) quasiment en temps réel : les flux commerciaux et physiques réalisés, sur une base agrégée, par unité de temps du marché, comprenant une description des effets des mesures correctives éventuelles prises par les GRT (par exemple, la restriction des transactions) pour résoudre les problèmes de réseau ou de système ;

i) les informations ex-ante relatives aux indisponibilités prévues et les informations ex-post pour le jour précédent relatives aux indisponibilités prévues et imprévues des unités de production d'une capacité supérieure à 100 MW.

5.6. *Toutes les informations utiles doivent être mises à la disposition du marché en temps voulu pour permettre la négociation de toutes les transactions (notamment la date de négociation des contrats de fourniture annuels pour les clients industriels ou la date à laquelle les offres doivent être lancées sur les marchés organisés).*

5.7. *Le GRT publie les informations utiles sur la demande prévisionnelle et sur la production en fonction des échéances visées aux points 5.5 et 5.6. Le GRT publie également les informations utiles et nécessaires pour le marché de l'équilibrage transfrontalier.*

5.8. *Lorsque des prévisions sont publiées, les valeurs réalisées ex-post pour les données de prévision sont également publiées dans l'intervalle de temps suivant celui auquel la prévision s'applique ou au plus tard le jour suivant (J+1).*

5.9. *Toutes les informations publiées par les GRT sont mises à disposition librement sous une forme facilement accessible. Toutes les données sont également accessibles sur des supports appropriés et normalisés servant à l'échange d'informations, à définir en étroite collaboration avec les acteurs du marché. Les données comprennent des informations sur les périodes antérieures, avec un minimum de deux ans, afin que les nouveaux opérateurs du marché puissent également en prendre connaissance.*

[...]

I.4. La loi électricité

9. L'article 2, 7^o, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après: la loi électricité) définit le terme « réseau de transport » comme le réseau national de transport d'électricité, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant à la transmission d'électricité de pays à pays et à destination de clients directs des producteurs et de distributeurs établis en Belgique, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

10. L'article 15, § 1^{er} de la même loi prévoit que les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément à l'article 12, et que le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire

ou si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions techniques prévues dans le règlement technique.

I.5. Le règlement technique

11. L'article 180, §1^{er}, du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau détermine de manière non discriminatoire et transparente les méthodes de gestion de la congestion qu'il applique.

L'article 180, §2, précise que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à l'article 26.

Conformément à l'article 180, §3, du règlement technique, le gestionnaire du réseau doit notamment veiller, dans l'élaboration et la mise en oeuvre de ces méthodes de gestion de la congestion,

1° à prendre en compte, autant que possible, la direction des flux d'électricité, en particulier lorsque les transactions diminuent effectivement la congestion ;

2° à éviter, autant que possible, les effets significatifs sur les flux d'énergie dans d'autres réseaux ;

3° à résoudre les problèmes de congestion du réseau de préférence sans recourir à une sélection entre les transactions des différents responsables d'accès ;

4° à fournir des signaux économiques appropriés aux utilisateurs du réseau concernés.

Ces méthodes de gestion de la congestion doivent notamment être basées, conformément à l'article 180, §4, du règlement technique sur :

1° des procédures de mise en concurrence de la capacité disponible ;

2° la coordination de l'appel des unités de production raccordées dans la zone de réglage et/ou, moyennant l'accord du(des) gestionnaire(s) d'un réseau étranger, par l'appel coordonné des unités de production raccordées dans la(les) zone(s) de réglage étrangère(s) concernée(s).

En vertu de l'article 181, §1er, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion ont notamment pour objectif de :

1° offrir toute la capacité disponible au marché selon des méthodes transparentes et non discriminatoires, en organisant, le cas échéant, une vente aux enchères dans laquelle les capacités peuvent être vendues pour une durée différente et avec différentes caractéristiques (par exemple, en ce qui concerne la fiabilité attendue de la capacité disponible en question) ;

2° offrir la capacité disponible dans une série de ventes qui peuvent être tenues sur une base temporelle différente ;

3° offrir à chacune des ventes une fraction déterminée de la capacité disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée lors des ventes précédentes ;

4° permettre la commercialisation de la capacité offerte.

L'article 181, §2, prévoit que les méthodes de gestion de la congestion peuvent faire appel, dans des situations d'urgence, à l'interruption des échanges transfrontaliers suivant des règles de priorité préétablies qui sont notifiées à la CREG et publiées conformément à l'article 26 du présent arrêté.

Son paragraphe 3 précise que le gestionnaire du réseau doit se concerter avec les gestionnaires de réseaux voisins pour l'élaboration et la mise en oeuvre des méthodes de gestion des congestions.

12. Selon l'article 183, §1, du règlement technique, le gestionnaire du réseau veille à l'exécution d'une ou plusieurs méthodes d'attribution aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers.

Selon l'article 183, §2, du règlement technique, ces méthodes doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles sont notifiées à la CREG pour approbation, et publiées conformément à l'article 26 du règlement technique.

Enfin, l'article 183, §3, du règlement technique ajoute que ces méthodes visent à optimiser l'utilisation de la capacité du réseau conformément à son article 179.

13. Conformément à l'article 184 du règlement technique, ces méthodes d'allocation de la capacité visent notamment :

1° à minimaliser, dans toute la mesure du possible, lors de la gestion d'une congestion, toute différence de traitement entre les divers types de transactions transfrontalières, qu'il s'agisse de contrats bilatéraux physiques ou d'offres sur des marchés organisés étrangers ;

2° à mettre toute capacité inutilisée à la disposition d'autres acteurs du marché ;

3° à déterminer les conditions précises de fermeture pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché.

II. ANTECEDENTS

14. Comme décrit au titre I^{er} de la présente décision, la gestion intrajournalière à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique devait commencer le 1^{er} janvier 2008, selon la réglementation européenne. L'article 1.9 de l'annexe « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » prévoit en effet que « au plus tard le 1er janvier 2008, des mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion des capacités d'interconnexion soient établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres, de manière à maximaliser les possibilités d'échanges et à assurer l'équilibrage transfrontalier ».

15. Lors du 3^{ème} Implementation Group Meeting du 18 juillet 2007, Tennet a annoncé que en août 2007, de plus amples informations concernant une solution provisoire entre la Belgique et les Pays-Bas pour janvier 2008 seraient fournies.

16. Lors du 4^{ème} Implementation Group Meeting du 21 janvier 2008, Elia a annoncé qu'elle et Tennet souhaitaient mettre en application un mécanisme provisoire pour la gestion intrajournalière de la congestion à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique qui serait basé sur un système de prorata amélioré. Elia gèrerait ce système. Le système en lui-même serait lancé en juin 2008.

17. Au début du mois de juin 2008, la CREG a appris que la mise en place de la solution provisoire pour le marché intrajournalier connaissait des difficultés et que le projet pourrait être retardé. A la demande d'une réaction, Elia a répondu par e-mail daté du 10 juin 2008 que le projet avait effectivement enregistré un retard. A ce propos, Elia a invoqué les modifications de l'IT intervenues chez TenneT en conséquence d'un problème constaté durant le projet et lié à l'interaction entre les nominations intrajournalières sur le marché intérieur néerlandais et celles à la frontière entre la Belgique et les Pays-Bas, et la modification du grid code aux Pays-Bas. Le projet intrajournalier ne pourrait commencer qu'au premier trimestre 2009, principalement en conséquence des problèmes liés à l'IT.

18. Le 25 août 2008, la CREG et l' « Energie Kamer » ont rédigé une lettre commune à l'attention d'Elia et Tennet, dans laquelle elles expriment leur inquiétude quant au manque

de progrès accomplis dans le cadre de l'introduction du projet intrajournalier. Dans cette lettre commune, les régulateurs se montrent disposés à autoriser provisoirement une solution intermédiaire en attendant une approbation entière et définitive. En outre, les deux régulateurs insistent pour que le projet soit lancé le plus rapidement possible et au plus tard le 1^{er} octobre 2008.

19. Le 9 septembre 2008, Elia a soumis à la CREG, en application des articles 180, §2, et 183, §2, du règlement technique, l'actuelle proposition de règles pour l'allocation intrajournalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique.

En ce qui concerne le timing du lancement du projet intrajournalier et de l'application des règles proposées, il a été communiqué à la CREG que la date de lancement demandée par le régulateur belge et le régulateur néerlandais était impossible à atteindre et que la date de lancement de janvier 2009 préalablement avancée par les gestionnaires de réseau ne pouvait être entièrement garantie.

20. Par lettre du 9 septembre 2008 (reçue le 10 septembre 2008), Elia a également soumis à l'approbation de la CREG, en application de l'article 6 du règlement technique, une nouvelle modification des conditions générales des contrats du responsable d'accès. Les modifications proposées des conditions générales des contrats du responsable d'accès ont été approuvées dans la décision du 9 octobre 2008, à l'exception de deux d'entre elles. La date à laquelle les modifications liées au mécanisme intrajournalier prendraient effet n'a pas été mentionnée par Elia dans sa proposition et n'a jusqu'à présent pas encore été portée à la connaissance de la CREG.

21. Au début du mois de décembre 2008, la CREG a appris qu'il était impossible d'accomplir le projet intrajournalier pour la fin du mois de janvier et qu'il devait à nouveau être reporté. Le lancement ultime de la gestion intrajournalière devrait à présent avoir lieu à la mi-mai 2009.

III. ANALYSE DES REGLES PROPOSEES PAR ELIA POUR L'ALLOCATION DE CAPACITE SUR L'INTERCONNEXION PAYS-BAS-BELGIQUE

La conformité de la proposition d'Elia avec le cadre légal, décrit au titre 1^{er} de la présente décision, est analysée ci-dessous.

III.1. Conformité de la proposition avec les nouvelles lignes directrices

22. Les règles INB proposées par Elia visent à introduire un mécanisme intrajournalier à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique sur base d'un système de prorata amélioré.

Le système de prorata amélioré présenté est cependant problématique à la lumière des articles 1.5, 1.9, 2.1, 2.7 et du chapitre 3 des nouvelles lignes directrices.

23. D'après l'article 1.5 des nouvelles lignes directrices, un système intrajournalier doit fournir des signaux économiques efficaces. L'article 2.1 des nouvelles lignes directrices précise que la capacité d'interconnexion doit être attribuée sous la forme de ventes aux enchères explicites ou implicites, mais permet également le régime de continuité pour les échanges intrajournaliers. L'article 2.7 des nouvelles lignes directrices prévoit en outre que la capacité doit être attribuée à l'offre présentant la valeur la plus élevée, qu'elle soit formulée implicitement ou explicitement dans un délai donné.

La présente décision ne répond toutefois pas aux conditions fixées dans ces articles. La CREG constate que la méthode de gestion de la congestion intrajournalière proposée par Elia ne contient aucune vente aux enchères explicite ou implicite, et ne concerne pas un régime de continuité. Dans le système de prorata amélioré proposé, la capacité n'est pas attribuée à l'acteur qui (de manière explicite, implicite ou en régime de continuité) offre le prix le plus élevé, mais elle est attribuée en proportion d'une part du nombre d'acteurs ayant demandé une certaine capacité intrajournalière pour un guichet donné, et d'autre part de la demande de capacité intrajournalière, par laquelle des petites demandes sont traitées prioritairement selon un algorithme itératif.

Une allocation de la capacité d'interconnexion intrajournalière sur base d'un prorata amélioré ne fournit par conséquent aucun signal économique adapté aux acteurs du marché, et ne répond donc pas aux nouvelles lignes directrices.

24. De plus, l'article 1.9 des nouvelles lignes directrices prévoit que les mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion de la capacité d'interconnexion soient établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres. Cela implique qu'Elia doit notamment tenir compte des obligations de coordination entre les gestionnaires du réseau de transport, telles que décrites au chapitre 3 des nouvelles lignes directrices.

Une telle coordination n'est toutefois pas présente dans la proposition actuelle. Les obligations figurant au chapitre 3 des nouvelles lignes directrices ne figurent pas dans la présente proposition ou y figurent seulement de manière très limitée. La présente proposition concerne en effet une allocation de la capacité organisée de manière bilatérale ; elle n'instaure aucune méthode et procédure de gestion de la congestion communautaire ou coordonnée au niveau régional pour l'allocation de la capacité, comme l'exige le chapitre 3 des nouvelles lignes directrices.

25. Pour les raisons exposées aux précédents paragraphes 22 à 24, la CREG ne peut approuver la présente proposition d'application d'un système de prorata amélioré, organisé de manière bilatérale, comme méthode d'allocation intrajournalière de la capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique.

III.2. Discussion par article

Article 3.03

26. L'article 3.03 (b) mentionne les circonstances dans lesquelles l'autorisation accordée à un acteur peut être levée par l'Opérateur d'Enchères Conjoint. Celle-ci a lieu, notamment « après réception par l'Opérateur d'Enchères Conjoint d'une décision de l'autorité de la concurrence ou d'une autorité de régulation qui détermine si l'acteur a posé un ou plusieurs actes illégaux ou frauduleux dans le cadre de l'Attribution de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique et qui demande la levée du mandat ».

La conséquence d'une telle levée de mandat est importante dans un cas pareil. D'après le dernier alinéa de l'article 3.03 (b) des règles proposées, « le participant dont le mandat a été levé à l'initiative de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ne peut dès lors plus prétendre au titre de participant ».

27. La CREG estime qu'une telle mesure irrévocable est particulièrement extrême, et se demande pourquoi seule cette mesure est présentée dans les présentes règles comme sanction possible résultant d'actes illégaux ou frauduleux dans le chef du participant. Des sanctions moins extrêmes, telles que la suspension provisoire du participant décrite à l'article 3.03 (a), ne peuvent être demandées par une autorité de la concurrence ou une autorité de régulation sur base des règles proposées.

D'après l'article 3.03 (a) des règles proposées, un participant ne peut en effet être suspendu que provisoirement « si au moins une des conditions énumérées à l'article 3.02 n'est plus remplie ».¹ Le fait de commettre des actes illégaux ou frauduleux n'est toutefois pas repris à l'article 3.02, une autorité de la concurrence ou une autorité de régulation n'a donc malheureusement pas la possibilité de demander à l'Opérateur d'Enchères Conjoint de suspendre provisoirement le participant sur base des règles proposées.

Article 4.02

28. La limitation de responsabilité prévue dans le présent article engendre un certain nombre de problèmes et soulève une série de questions.

29. L'article 4.02 prévoit plusieurs limitations de responsabilité à l'égard de l'OEC et des GRT. Il exclut en effet toute responsabilité en cas de dommages indirects et de dommages matériels et limite l'indemnisation des dommages (directs et matériels) à 100.000 EUR.

¹ La réserve « sous réserve du paragraphe (b) du présent article » formulée à ce sujet à l'article 3.03 (a), ne mentionne pas que les conditions énumérées au paragraphe (b) puissent également donner lieu à une suspension provisoire, mais bien que l'application du paragraphe (b) ne puisse être entravée, si une situation bien déterminée devait donner lieu à l'application tant du paragraphe (a) que du paragraphe (b) ».

30. La limitation de la responsabilité n'est cependant pas clairement formulée. Etant donné que le terme « dommages matériels » peut donner lieu à des interprétations très divergentes, il doit être précisé.

La CREG fait remarquer que l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices prévoit que « *les conséquences financières du non respect des obligations liées à l'attribution de capacité sont à charge de ceux qui en sont responsables* » et que « *lorsqu'un GRT ne respecte pas ces obligations, il doit indemniser le participant au marché pour les pertes de droits de capacité* », et exclut uniquement l'indemnisation des dommages indirects. Aucune exception n'est prévue pour les dommages non matériels. L'exclusion des dommages non matériels semble donc aussi en contradiction avec le principe d'indemnisation prévu dans le présent article et dans l'article 6.2 du Règlement 1228/2003 qui stipule que : « *Sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction* ».

31. L'exclusion des dommages indirects ne pose aucun problème vu qu'ils sont prévus expressément par l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices. La CREG fait néanmoins remarquer que ce terme peut être interprété de multiples façons qui sont beaucoup plus larges que le concept de « *consequential loss* » du droit anglo-saxon, dont il est précisément question dans la version anglaise des nouvelles lignes directrices.

De plus, la CREG fait remarquer que les règles INB partent du principe que la perte de gain, le manque à gagner, la perte de revenus, de contrats ou de plus-values constituent automatiquement des dommages indirects pour lesquels l'OEC ne peut jamais être responsable alors que ces dommages peuvent constituer dans certains cas des dommages directs.

La signification étendue que donnent les règles INB au terme "dommages indirects" est donc en contradiction avec l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices et avec l'article 6.2 de l'article 6.2 du Règlement 1228/2003. Afin d'assurer la compatibilité des règles INB avec l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices, la CREG propose à Elia que le texte des règles INB comporte de manière explicite et simple une référence aux « dommages indirects » dont il est question à l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices (sans énumération).

32. La CREG fait ensuite remarquer que la limitation de la responsabilité à 100 000 EUR par plainte pour les dommages pour lesquels la responsabilité n'est pas exclue (dommages matériels et directs), prévue au paragraphe 3, est inacceptable.

En effet, comme mentionné précédemment, l'article 2.13 des nouvelles lignes directrices (qui renvoie de façon générale à chaque manquement à l'égard des obligations liées à l'attribution de capacité) et l'article 6.2 du Règlement 1228/2003 prévoient l'indemnisation à l'exception seulement des dommages indirects. Ces dispositions ne permettent donc pas de limiter la responsabilité pour les dommages directs.

L'argument selon lequel le fait de prévoir des clauses relatives à la limitation de responsabilité dans un contrat de fourniture de service, auquel le participant peut d'ailleurs librement souscrire, est habituel et absolument valable, n'est pas convaincant. Cet argument ne tient en effet pas compte des limitations imposées par le droit (d'ordre public) spécifique au secteur qui ont été mentionnées à cet effet, ni de la particularité de la situation monopolistique légale des GRT.

33. Pour les raisons citées aux paragraphes 28 à 32 qui précèdent, la CREG ne peut pas approuver l'article 4.02 des règles IFB.

DECISION

En application des articles 180, §2, et 183, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les raisons décrites au titre III de la présente décision, de ne pas approuver la proposition d'Elia relative aux règles d'allocation intrajournalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique.

La CREG constate toutefois que la présente proposition apporte une amélioration notoire aux conditions de marché actuelles en Belgique. Pour l'instant, aucune capacité intrajournalière n'est en effet proposée sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique. Cette situation est également contraire aux nouvelles lignes directrices ; conformément à l'article 1.9 des nouvelles lignes directrices, la gestion intrajournalière devait en effet déjà avoir eu lieu le 1er janvier 2008. Contrairement à la présente proposition, la situation actuelle ne contribue en effet pas à un meilleur fonctionnement du marché.

En outre, la CREG comprend qu'Elia élabore également, dans l'intervalle, sur une base à plus long terme, une solution durable et régionale, qui serait, quant à elle, conforme au Règlement et aux nouvelles lignes directrices, et que, par conséquent, *in casu* seul un système relativement provisoire de gestion intrajournalière soit proposé.

Etant donné que la présente proposition peut être envisagée comme une avancée significative à la lumière des nouvelles lignes directrices par rapport à la situation actuelle et qu'elle peut constituer une impulsion positive sur le plan du commerce interétatique, la CREG permet à Elia d'appliquer provisoirement les règles INB qu'elle propose, en attendant une approbation totale et définitive.

La CREG prie toutefois Elia de soumettre une nouvelle proposition dans les trois mois, laquelle sera entièrement conforme aux exigences posées par le Règlement n° 1228/2003 et les nouvelles lignes directrices.

////

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction